

This is a postprint version of the published document at:

Alonso, M., Amarís, H., González- Juárez, L., Rojas, B., Davide Della, G. y Dede, A. (2016). Gestión de congestiones en redes eléctricas inteligentes. En *Libro Comunicaciones del III Congreso Smart Grids*, pp. 1-6.

<https://www.smartgridsinfo.es/comunicaciones/comunicacion-gestion-congestiones-redes-electricas-inteligentes>



This article is licensed under a under a [Creative Commons Attribution Non-Commercial No Derivatives License](#) [4.0 International License](#). Any further distribution of this work must maintain attribution to the author(s) and the title of the work, journal citation and DOI.

GESTIÓN DE CONGESTIONES EN REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES

Mónica Alonso, Investigadora Senior, Universidad Carlos III de Madrid
Hortensia Amarís, Investigadora Principal del proyecto IDE4L, Universidad Carlos III de Madrid
Lorena González-Juárez, Investigadora Doctora, Universidad Carlos III de Madrid
Brenda Rojas, Investigadora Junior, Universidad Carlos III de Madrid
Davide Della Giustina, Dirección de proyectos, A2A Reti Elettriche SpA
Alessio Dede, Director Técnico, A2A Reti Elettriche SpA

Resumen: La gestión de congestiones en las redes eléctricas de distribución es una de las operaciones más críticas a las que se enfrentan los operadores de las redes eléctricas inteligentes. En este trabajo el control de congestiones se plantea desde una doble perspectiva que funciona de forma coordinada. Por un lado, se plantea optimizar en tiempo real la operación de los recursos energéticos distribuidos que se encuentran en la red (STATCOM, fuentes de generación distribuida). Y, por otro lado; se plantea la reconfiguración dinámica de la red, mediante la apertura y cierre de los dispositivos de maniobra telecontrolados. El control de congestiones se ha probado en un piloto de una red de demostración inteligente del proyecto Europeo IDE4L.

Palabras clave: Congestion, Redes Inteligentes, Recursos Energéticos Distribuidos (DERs), Reconfiguración de Red

INTRODUCCIÓN

El incremento paulatino de la demanda y la creciente incorporación de recursos energéticos distribuidos (DERs) a las redes eléctricas de distribución supone un cambio en la forma de afrontar la planificación y operación de las redes eléctricas. Bajo estas condiciones, los sistemas de potencia comienzan a trabajar próximos a sus límites técnicos, lo que puede derivar en congestiones en forma de violaciones de los límites de tensión establecidos, así como superación de la capacidad de trabajo de elementos del sistema como son las líneas y transformadores. Tradicionalmente, los problemas de congestiones se solucionaban mediante y refuerzo de la red de distribución, en forma de nuevas líneas (Vijayakumar, 2012). Sin embargo, recientemente los DERs se han presentado como una forma óptima de solucionar dichos problemas, entre ellos cabe destacar el empleo de reguladores con cambio de tomas, reguladores de tensión, dispositivos SVC y STATCOM (Divan & Johal, 2007), y más recientemente algoritmos de reconfiguración de redes eléctricas. No existe una solución única para resolver los problemas de congestiones en las redes de distribución, así que normalmente la mejor alternativa es una combinación de los métodos comentados anteriormente.

Los algoritmos de reconfiguración de redes eléctricas se han empleado para encontrar la configuración óptima radial de un sistema de distribución, en el cual se han detectado congestiones, atendiendo a determinados objetivos y restricciones en la operación del sistema congestionado. En la mayoría de los casos, la reconfiguración de la red eléctrica atiende a la mejora de parámetros del sistema como pueden ser las pérdidas de potencia activa, los perfiles de tensión, e incluso el balance de potencia. Los estudios más recientes (Shariatkhah & Haghifam, 2012), la reconfiguración de redes eléctricas de distribución se ha empleado para restablecer el servicio tras situaciones de emergencia.

Aunque los sistemas de distribución en las zonas urbanas son mallados, en la mayoría de los casos, los sistemas de distribución de potencia se operan de forma radial debido a cuestiones técnicas. Esta operación radial es una restricción a tener en cuenta a la hora de planificar y operar dichas redes eléctricas.

Por tanto, el empleo de DERs y algoritmos de reconfiguración de red son las herramientas del futuro para la operación de sistemas eléctricos de distribución bajo condiciones normales de operación, ante sobrecargas en algún elemento del sistema o incluso ante faltas que tengan lugar en la red de distribución.

Los algoritmos de reconfiguración de red pueden ser empleados, además, en la optimización de las redes de MT para determinar la configuración óptima o incluso más económica de operar el sistema eléctrico en situaciones normales de operación.

METODOLOGÍA PARA LA RESOLUCIÓN ÓPTIMA DE CONGESTIONES EN REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES

El objetivo del algoritmo es determinar la configuración óptima de un sistema de distribución de energía eléctrica, así como los puntos de operación de los dispositivos DERs presentes en el sistema, minimizando las pérdidas de potencia activa, así como las desviaciones del perfil de tensión en los diferentes nudos del sistema.

Para alcanzar dicho objetivo la metodología planteada consta de varios procesos:

- En primer lugar, se almacena la configuración actual de la red de distribución así como los estados de los interruptores del sistema y los puntos de operación de los DERs. Los estados de los interruptores pueden ser: normalmente cerrados, cuando conectan secciones de líneas, o normalmente abiertos, cuando se encuentra al final de una línea y sirven de unión con otros feeders.
- El segundo proceso crea un gráfico del sistema de distribución. Este gráfico es necesario para garantizar la operación radial de la red inteligente. Hay que tener en cuenta que dado un sistema con “n” interruptores, existen “2n” configuraciones posibles del sistema, sin embargo, no todas ellas pueden ser operadas de forma radial o generan zonas con funcionamiento en isla en el sistema.
- En tercer lugar, para poder llegar a cabo una reconfiguración óptima de la red y de la operación de los DERs, es necesario disponer de información acerca de las medidas reales y las previsiones de generación y demanda de las diferentes unidades presentes en el sistema. Así, para poder ejecutar el algoritmo de resolución de congestiones en redes eléctricas inteligentes (RCREI) es necesario conocer el estado de los interruptores del sistema, la demanda de las cargas actuales así como su previsión, los puntos de operación de las diferentes unidades DERs presentes en el sistema y susceptibles de ser empleadas en el proceso de RCREI, las tomas de los transformadores reguladores, así como los puntos de operación y previsión de operación de los dispositivos controlables en MT.
- Finalmente, a partir de toda esta información, el RCREI se aplica a un sistema de distribución con congestiones para determinar la configuración óptima de la red así como los puntos de operación de los dispositivos controlables, minimizando las pérdidas de potencia activa y las desviaciones del perfil de tensiones del sistema.

Formulación del problema de resolución de congestiones

La formulación del problema del RCREI se describe a continuación:

Función objetivo

El objetivo del algoritmo RCREI es minimizar las pérdidas de potencia activa en el sistema de distribución, así como mantener la desviación del perfil de tensión dentro de los límites establecidos.

Las pérdidas de potencia activa pueden ser calculadas según la ecuación (1)

$$P_{loss,s} = \sum_{b=1}^N |I_{b,s}|^2 r_b \quad (1)$$

Donde

- $P_{loss,s}$ son las pérdidas de potencia activa para la topología “s” del sistema de distribución,
- r_b es la resistencia de la línea “b”,
- $I_{b,s}$ es el módulo de la corriente para la línea “b” y la topología “s”

- N es el número de líneas del sistema.

Restricciones

Las restricciones empleadas en el RCRI están relacionadas con la operación de la red de distribución:

- Ecuaciones del flujo de cargas.
- Tensión admisible en los nudos del sistema.
- Capacidad máxima admisible en líneas y transformadores.
- Capacidad máxima y límites del ratio de transformación de los transformadores reguladores.
- Capacidad de generación de las diferentes unidades DERs presentes en el sistema.
- Operación radial del sistema de distribución.

RESULTADOS

Sistema de estudio

La metodología propuesta en esta comunicación se ha implementado en un sistema de distribución italiano de media tensión compuesto por:

- 1 subestación principal de MT-MT.
- 3 líneas de distribución (marcadas en color verde, azul y rosa en la Figura 1).
- 3 subestaciones secundarias con interruptores.
- 29 interruptores telecontrolados.

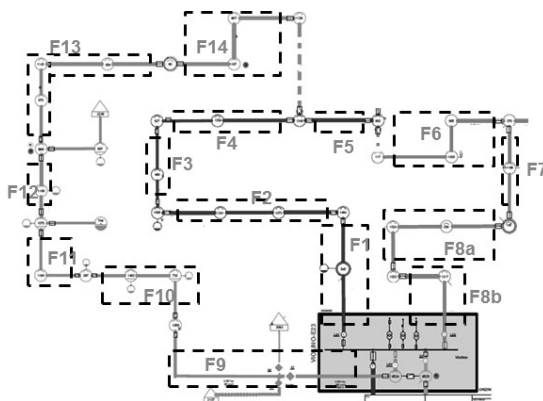


Figura 1. Red de distribución de MT empleada en la demostración

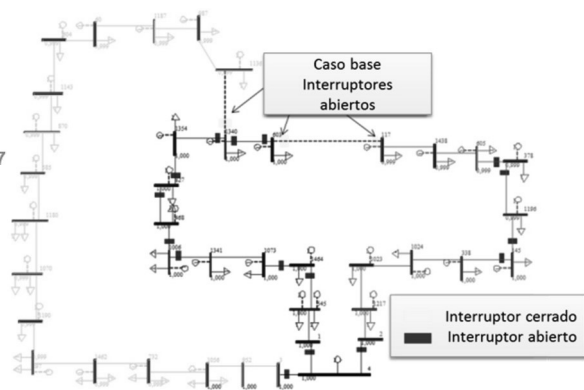


Figura 2. Estado de los interruptores en el estado inicial de la red de prueba

Los dispositivos telecontrolados (DERs, OLTC e interruptores) presentes en el sistema serán las variables empleadas en el proceso de optimización encaminado a resolver una congestión en el sistema:

- minimizando las pérdidas en el mismo
- restaurando el servicio a aquellas cargas que habían sido desconectadas como consecuencia de una falta en el sistema
- minimizando el número de operaciones de apertura y cierre de interruptores presentes en el sistema

El sistema de distribución empleado en el presente trabajo está ubicado en la ciudad de Brescia (norte de Italia). Dicho sistema se encuentra dentro del área de operación de la compañía de distribución A2A Reti Elettriche SpA.

El sistema empleado en la demostración se ha dividido en 14 zonas (F1 ... F14). Cada zona está localizada entre dos interruptores teleoperados, que pueden ser abiertos o cerrados para aislar o conectar zonas congestionadas en el sistema.

Inicialmente el sistema está trabajando bajo condiciones normales de operación, de forma radial y sin presencia de congestiones en el mismo como puede apreciarse en la figura 2.

Casos de estudio

El algoritmo RCREI se ha empleado para la resolución de congestiones ante faltas en el sistema y tras la actuación de los dispositivos de localización, aislamiento y restauración del servicio (FLISR).

1. Falta en la zona F2

Ante una falta en la zona 2 del sistema, correspondiente a la línea azul, el FLISR ha detectado la falta y actuado para despejarla en el menor tiempo posible. El resultado de la actuación del FLISR es el aislamiento de una zona de la línea azul que pasaría a trabajar en modo isla (figura 3).

El algoritmo RCREI buscará la solución óptima que minimice las pérdidas en el sistema ante esta nueva situación de falta, manteniendo las tensiones en los nudos dentro de los límites. Para ello buscará el punto óptimo de operación del OLTC presente en el sistema, así como de la granja solar conectada en el nudo 545. Además, modificará el estado de los interruptores para restaurar el servicio al mayor número de cargas en el sistema.

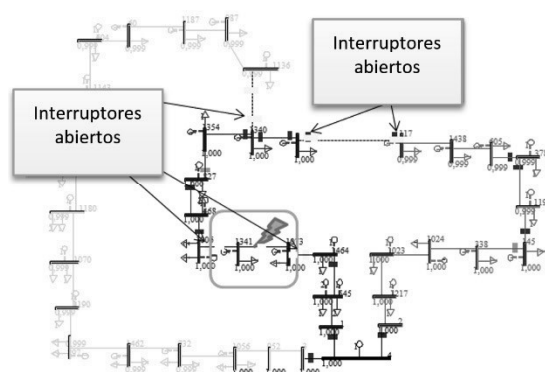


Figura 3. Estado de la red de demostración ante falta en la zona 2

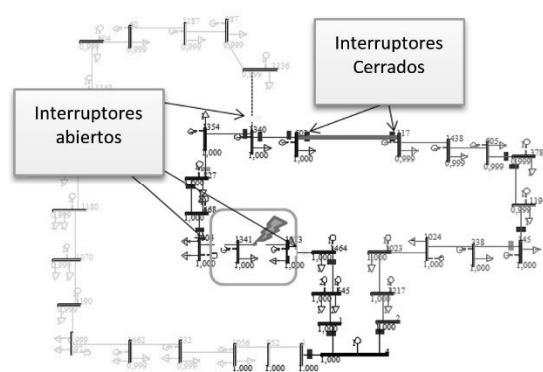


Figura 4. Estado de la red de demostración tras la operación del RCREI ante falta en la zona 2

La figura 5 muestra el nivel de carga de las diferentes líneas del sistema de demostración tras la actuación del RCREI. Como se puede observar, el RCREI es capaz de optimizar el estado de la red y restablecer el suministro a todas las cargas del sistema sin provocar congestiones en el mismo.

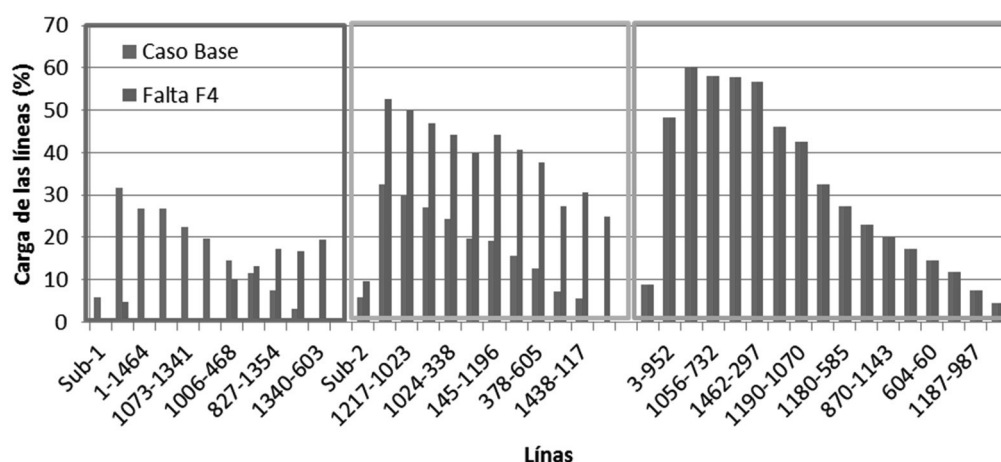


Figura 5. Nivel de carga de las líneas tras la actuación del RCREI ante falta en zona 2

2. Otros escenarios de falta

El sistema de demostración está dividido en 14 zonas. Se han simulado y analizado una falta monofásica en cada una de dichas zonas aplicando el RCREI tras la operación del FLISR. La figura 6 muestra los resultados obtenidos en términos de cargas aisladas tras la falta tras la actuación del FLISR y carga recuperada y abastecida tras la actuación del RCREI. Se puede destacar el caso de falta en la zona 1 (línea verde) que provoca la desconexión del 32% de la potencia demandada en el sistema tras la actuación del FLISR. Aplicando el RCREI al estado de respuesta del FLISR ante falta en F1 es posible encontrar una configuración óptima de la red capaz de restaurar el 25% de la carga desabastecida como consecuencia de la falta y la actuación del FLISR. Las mismas conclusiones se pueden obtener del estudio de las situaciones de falta monofásica en la zona F2 y F14.

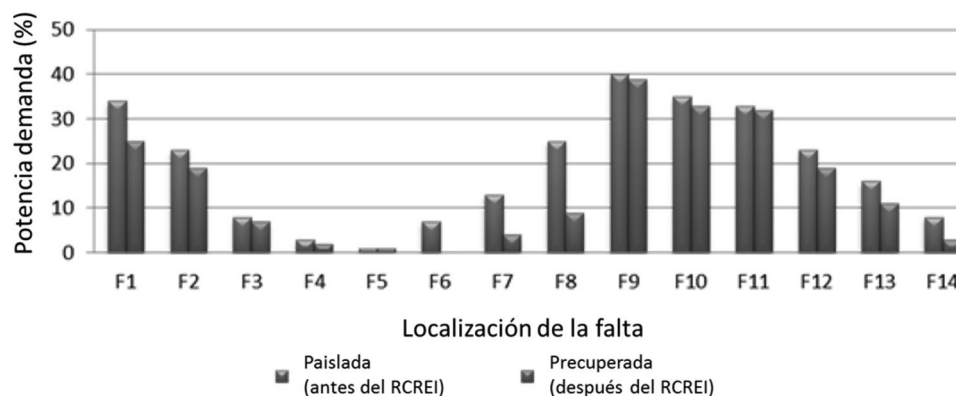


Figura 6. Carga aislada tras el FLISR y recuperada tras la actuación del RCREI

Las figuras 7 y 8 muestran las pérdidas de potencia activa, así como el nivel de carga de las líneas para cada una de las 14 faltas monofásicas analizadas, correspondientes a las 14 zonas en las que se ha subdividido el sistema, respectivamente.

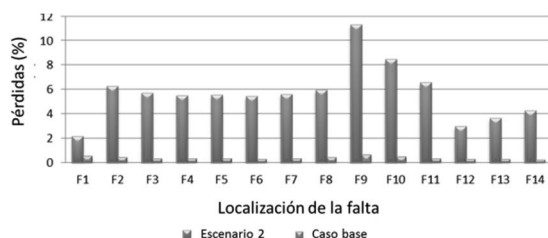


Figura 7. Pérdidas de potencia activa tras la actuación del FLISR y tras la actuación del RCREI

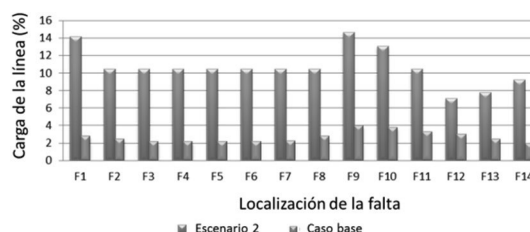


Figura 8. Nivel de carga de las líneas tras la actuación del FLISR y tras la actuación del RCREI

DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES

La resolución de congestiones es un problema al que se deben enfrentar los operadores de las redes de distribución derivado del creciente aumento de la demanda eléctrica. En este trabajo se presenta una nueva metodología para afrontar la resolución de congestiones basada en el empleo de equipos telecontrolables, como los dispositivos DERs, así como algoritmos de reconfiguración de red capaces minimizar las pérdidas de potencia activa en el sistema mediante la optimización de los puntos de operación de los DERs así como la reconfiguración de la red eléctrica. La metodología presentada se ha aplicado a un sistema de distribución italiano. Los resultados de los análisis realizados muestran la idoneidad de emplear la metodología propuesta para resolver congestiones derivadas de faltas en el sistema y no resueltas por los FLISR.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por la Unión Europea en el séptimo programa marco FP7-SMARTCITIES-2013 dentro del proyecto 608860 IDE4L – Ideal grid for all.

REFERENCIAS

- Divan, D. & Johal, H., 2007. Distributed FACTS—A New Concept for Realizing Grid Power Flow Control. IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS, VOL. 22, NO. 6.
- Shariatkhah, M. H. & Haghifam, M. R., 2012. Using feeder reconfiguration for congestion management of smart distribution network with high DG penetration. CIRED workshop.
- Vijayakumar, K., 2012. Multiobjective Optimization Methods for Congestion Management in Deregulated Power Systems, Journal of Electrical and Computer Engineering, vol. 2012, Article ID 962402, 8 pages.